

Рис 6. Зависимость Кажущейся Вязкости от концентрации соли $MgCl_2$.

Из выше представленных графиков можно сделать вывод, что с повышением фильтрации солей : $MgCl_2$, $AlCl_3$ и $FeSO_4$ фильтрация увеличивается, следовательно ухудшаются реологические свойства буровых растворов. Исключение : Соль $FeSO_4$, реологические свойства раствора при концентрации соли 5% стали улучшаться.

Литература:

1. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись».
2. В.И. Осипов. Микроструктура глинистых пород. – М.: Недра, 1989.

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ

М. А. Сенченко

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При бурении нефтяных и газовых скважин одним из главных и наиболее часто встречающихся видов осложнений является поглощение буровых растворов. Из них наиболее сложными являются катастрофические поглощения с интенсивностью, достигающей значений свыше сотни кубических метров в час.

Известные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений условно можно разделить на три основные группы [5]:

- намыв наполнителей;
- установка перекрывающих труб (профильных перекрывателей и «хвостовиков»);
- закачивание тампонажных смесей.

Способ намыва наполнителей заключается в закупоривании поровых каналов и трещин материалами, доставляемыми в зону поглощения различными жидкостями-носителями, например, буровыми растворами, инвертными эмульсиями и др. Эти материалы могут быть различны по виду и фракционному составу. В зависимости от размера трещин и каверн подбирают соответствующие размеры наполнителей.

Технология установки перекрывающих труб предусматривает изоляцию зоны поглощения специальными профильными обсадными трубами. Профильные перекрыватели выпускаются двух типов: ОЛКС-216у - для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с последующим переходом на бурение ствола скважины диаметром 190,5 мм и ОЛКС-216 - для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с предварительным расширением ствола в интервале его установки. В последнем случае диаметр ствола скважины остается прежним - 215,9 мм.

Основной недостаток профильного перекрывателя ОЛКС-216у связан с последующей потерей диаметра ствола скважины с диаметра 215,9 мм до 190,5 мм. Перекрыватель ОЛКС-216 - лишен этого недостатка, однако, появляется трудоёмкий и ненадёжный процесс расширения участка ствола скважины в условиях поглощения. Перекрытие зоны полного (катастрофического) поглощения «хвостовиком» считается достаточно традиционным и надёжным методом [4].

Способ закачивания тампонажных смесей заключается в изоляции поглощающих каналов загустевшими или твердеющими тампонажными смесями. В большинстве случаев тампонажные смеси приготавливают на поверхности и закачивают по бурильным трубам или по стволу скважины. Если устье скважины оборудовано превентором или на конце бурильных труб установлен пакер, то смесь задавливается в поглощающий пласт. В случае необходимости, перед задавливанием в пласт, тампонажную смесь выдерживают в стволе скважины. Одновременно на поверхности контролируется пластическая прочность пробы смеси. Успех операции при изоляции зоны поглощения зависит от свойств применяемой тампонажной смеси и от технологии доставки ее в зону.

Но особенно остро стоит проблема при возникновении внезапного поглощения при бурении поисково-разведочных скважин, а для его оперативной ликвидации на буровой нет заранее подготовленных технических средств и эффективных тампонажных материалов, а также технологий их применения.

В этой связи эффективно применение тампонажных смесей на основе глинистых растворов, которыми вскрыт осложнённый интервал, с последующим их переводом в вязко-упругие расширяющиеся системы. Эта система актуальна для оперативной ликвидации указанных осложнений, что в ряде случаев позволяет сократить время строительства скважины на 20 – 25% [2].

В качестве примера придания тампонажной смеси необходимых свойств с использованием реагента, рассмотрим суперабсорбент «Петросорб» изготовленного на основе акрилового полимера. Указанный реагент представляет собой водонабухающий сополимер карбоновых кислот акрилового ряда, их эфиров и солей, имеет вид белого или слабоокрашенного порошка с дисперсностью ≤ 3 мм. При взаимодействии с водой интенсивно поглощает её (до 225 г/г в водопроводной воде), превращаясь в плотную гелеобразную массу с образованием отдельных гранул сечением 5 - 8 мм и более. Активная фаза набухания приходится на первые 10 минут взаимодействия со средой. Минерализация сказывается негативно на увеличении размеров частиц, при показателе кислотности равном четырём конечный диаметр в 2 – 2,5 раза меньше, чем при набухании за тот же промежуток времени в нейтральной среде [3].

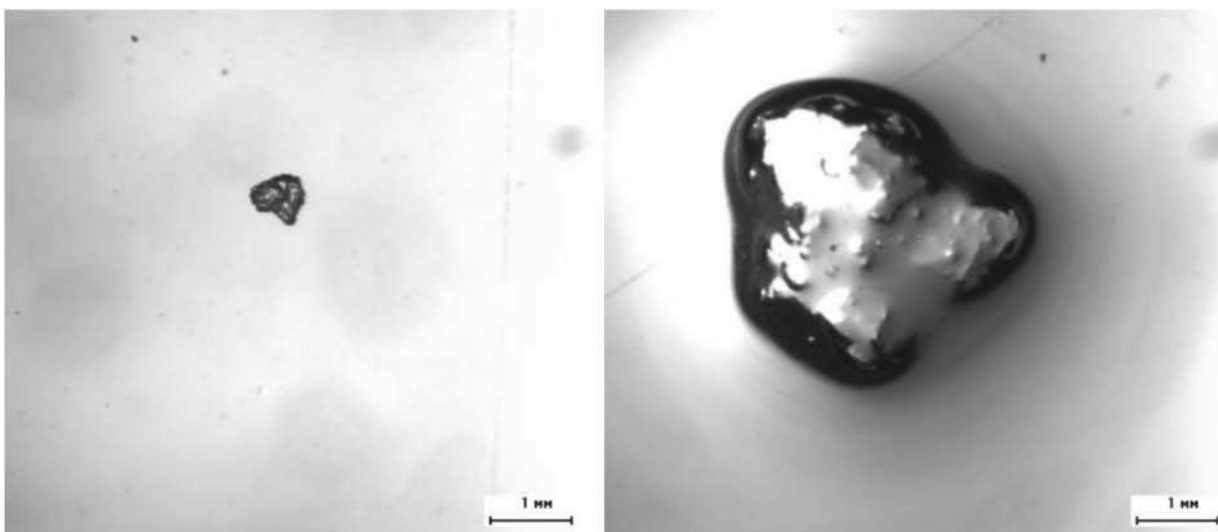


Рисунок 1 - Фотографии частиц «Петросорба»: а) до контакта с водой; б) после 30 минут контакта с водой.

При исследовании структурно-реологических свойств тампонажных смесей на основе глинистых растворов с добавлением «Петросорба», при этом наблюдается рост пластической вязкости и динамического напряжения сдвига в 1,5 – 2,5 раза по сравнению с первоначальными значениями [1].

На графике 1 представлена динамика изменения проницаемости пористой среды в зависимости от концентрации полимера в исходном глинистом растворе.

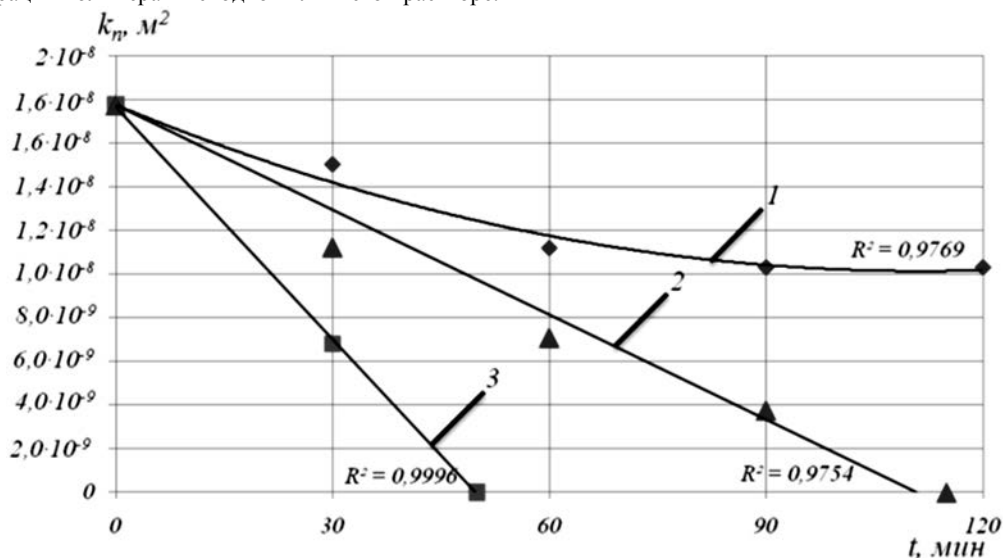


График 1 - Результаты исследования закупоривающей способности тампонажной смеси на основе малоглинистого раствора плотностью 1050 кг/м³.

1 – глинистый раствор + «Петросорб» 1%; 2 – глинистый раствор + «Петросорб» 2%; 3 – глинистый раствор + «Петросорб» 3%.

Из графика 1 видно, что коэффициент проницаемости значительно снижается с течением времени. Так при плотности раствора 1050 кг/м³ и содержании «Петросорба» 1% проницаемость снижается на 40% в течение первых 90 минут, а при увеличении до 3% проницаемость снижается до нуля в течение 50 минут.

Также исследования показали, что плотность исходного бурового раствора значительным образом влияет на закупоривающую способность тампонажной суспензии: при значении 1150 кг/м³ полная закупорка каналов происходит в 1,5 – 2 раза быстрее, чем показано на графике 1, а при увеличении этого значения до 1500 кг/м³ в 3 – 4 раза [3].

Таким образом, изменяя плотность исходного бурового раствора и содержание суперабсорбента в пределах 1 – 3%, полная закупорка фильтрационных каналов происходит в течение 10 – 120 минут.

При использовании акрилового полимера «Петросорб» в качестве добавки в рабочий глинистый раствор при тампонировании скважин возможны три технологических схемы:

- первая технологическая схема может применяться при незначительных глубинах бурящейся скважины от 400 до 500 м. Она предусматривает введение абсорбента в рабочий глинистый раствор сразу после возникновения его поглощения;
- при возникновении поглощения на глубинах более 500 метров целесообразно использовать бесконтейнерную доставку набухающего полимера по схеме параллельной закачки. Тампонажный материал также закачивается по КБТ, но в гидрофобизирующей среде. Одновременно производится закачка пресной воды по затрубному пространству, соединяясь с которой в поглощающем интервале тампонажная система создаёт противифльтрационную завесу;
- при возникновении поглощения на глубинах свыше 1000 метров затраты компонентов тампонажной смеси могут быть очень велики, причём буровая бригада не всегда может быть обеспечена ими в нужном количестве. Для решения этой проблемы предложена третья схема с использованием устройства для ликвидации поглощений на больших глубинах. Разработанное тампонажное устройство для ликвидации поглощений на больших глубинах изображено на рисунке 2 [4].

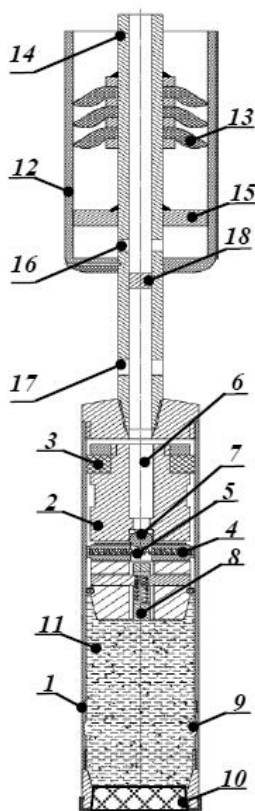


Рисунок 2 - Тампонажное устройство для ликвидации поглощений на больших глубинах:
 1 – контейнер; 2 – поршень; 3 – уплотнительная манжета; 4 – пальцы-фиксаторы; 5 – пружина; 6 – осевой проходной канал; 7 – шаровой клапан; 8 – нижний тарельчатый клапан; 9 – проточка; 10 – пробка; 11 – гранулы водонабухающего полимера; 12 – цилиндрический корпус; 13 – пакер; 14 – бурильные трубы; 15 – перегородка; 16 – радиальные выпускные отверстия; 17 – впускные радиальные отверстия; 18 – заглушка.

Устройство работает следующим образом: при достижении устройством осложненного интервала включаются буровые насосы, начинается нагнетание промывки в полость бурильных труб 14, через радиальные выпускные отверстия 16 промывка попадает в полость между дном цилиндрического корпуса 12 и перегородкой 15. Под воздействием избыточного корпус 12 движется вниз, освобождая уплотнительные элементы пакера 13. Края уплотнительных элементов пакера 13 прижимаются к стенке скважины за счет создания избыточного

давления под пакерующим узлом, герметизируя поглощающий интервал. При достижении корпусом 12 нижнего положения, создается канал для движения промывочной жидкости из радиальных выпускных отверстий 16 к радиальным впускным отверстиям 17. Затем через колонну бурильных труб 17 в контейнер закачивается вода или рабочий буровой раствор, под давлением которой поршень 2 перемещается вниз, выдавливая из контейнера пробку 10 и тампонажный водонабухающий полимер 11.

Гранулы тампонажного водонабухающего полимера 11, соединяясь со скважинной водой, образуют в поглощающем интервале вязкопластичную тампонажную структуру. Буровыми насосами создается избыточное давление и гранулы тампонажного водонабухающего полимера задавливаются в поры и трещины околоскважинного пространства.

По окончании набухания полимера и образования в трещинах и порах тампонажной завесы устройство извлекается из скважины, после чего возобновляется процесс её бурения [4].

Опробование суперабсорбента «Петросорб» в составе тампонажной смеси на ОАО «Тюменбурггаз» при ликвидации поглощения в скважине 31.1 на Южно-Юбилейном месторождении показало положительный результат. Анализ результатов применения соляро-бентонитовой смеси с «Петросорбом» показал, что данная технология по сравнению с традиционной позволяет сократить время на проведение изоляционных работ в 2 раза.

В заключении выводы:

1. При добавлении в глинистый раствор «Петросорба» существенно повышается его тампонирующая способность.
2. Активность реагента «Петросорб» снижается с повышением минерализации дисперсионной среды тампонажного раствора, причём наиболее активная фаза его набухания приходится на первые 10 минут взаимодействия с водой.
3. Оптимальная концентрация абсорбента в смеси глинистого раствора и «Петросорба» составляет 1,0÷3,0 %, в зависимости от плотности исходного раствора.
4. Разработанная конструкция тампонажного снаряда, спускаемого в скважину на бурильных трубах, в состав которого входит пакерующий элемент, позволяет разобщать поглощающий интервал и остальной ствол скважины, что способствует сокращению затрат тампонажного материала на проведение изоляционных работ.
5. Апробация реагента «Петросорб» при ликвидации поглощения большой интенсивности в условиях реальной скважины показала его высокую эффективность, позволяющую снизить затраты времени на тампонирувание осложнённого интервала в 2 раза.

Новый отечественный водонабухающий полимер «Петросорб» является суперабсорбентом, имеющим высокую величину относительного набухания, что указывает на его потенциальную эффективность при использовании в составе вязко-упругих расширяющихся тампонажных материалов.

Для дальнейшего развития бурения глубоких разведочных скважин необходимо продолжить исследования по созданию композиций вязко-упругих тампонажных расширяющихся смесей, совершенствовать конструкции тампонажных устройств для проведения оперативных работ по ликвидации возникающих поглощений промывочной жидкости высокой интенсивности вплоть до катастрофических.

Литература

1. Иванов А. И. Тампонажные материалы и технологические приемы проведения изоляционных работ при бурении скважин на нефть и газ / Wiertnictwo Nafta Gas. Pylrocznik Akademii Gymniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica. Kraków: 2008. – том 25 (2). – s. 311 – 316.
2. Иванов А.И. Обоснование и разработка технологии и техники ликвидации катастрофических поглощений при бурении разведочных скважин / Диссертация, Санкт-Петербург, 2009, 126с
3. Николаев Н. И. Результаты аналитических и экспериментальных исследований закупоривающей способности полимерглинистых тампонажных составов при бурении нефтяных и газовых скважин / Николаев Н. И., Иванов А. И. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – №5. – С. 8 – 11.
4. Николаев Н. И. Технология ликвидации поглощений бурового раствора при строительстве нефтяных и газовых скважин / Николаев Н. И., Николаева Т. Н., Иванов А. И. // Инженер-нефтяник. Научно-технический журнал. Москва: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2009. – №1. – С. 5 – 8.
5. Николаев Н. И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложнённых условиях / Николаев Н. И., Иванов А. И. // Записки Горного института. С-Пб: СПбГИ, 2009. – №183. – С. 67 – 71.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЕННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

М. А. Сухарев

Научный руководитель, доцент К. М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях низких пластовых давлений, свойственных истощенным газовым месторождениям, процессы ремонта и освоения скважин крайне затруднены из-за сильных поглощений технологических жидкостей продуктивным пластом. Аналогичные условия свойственны подземным хранилищам газа, созданным